

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-24

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

ESTUDIOS MONTE CARLO PARA LA DETERMINACIÓN DE MÁXIMA INYECCIÓN RENOVABLE Y OPERACIÓN PREVISTA EN UN SEP

D.E. PERRONE*
ESTUDIOS ELÉCTRICOS SA
Argentina

F. LIBONATI
ESTUDIOS ELÉCTRICOS SA
Argentina

J.H. VIVES
ESTUDIOS ELÉCTRICOS SA
Argentina

A.E. MUSTO
ESTUDIOS ELÉCTRICOS SA
Argentina

Resumen *– Se presenta el resumen del desarrollo del proyecto y la herramienta que permitió estudiar la máxima generación renovable a inyectar y la operación prevista en la región Norte del Sistema Interconectado Central – Chile. Específicamente el desarrollo y aplicación de un modelo MONTE CARLO.*

Palabras clave: Generación renovable, Método Monte Carlo, Modelos estocásticos, Fuentes aleatorias, Límites de transmisión, Costos Marginales.

1 INTRODUCCIÓN

En Latinoamérica la generación con fuentes renovables se encuentra en pleno auge, planteando interesantes desafíos técnicos y económicos. En nuestras redes una gran parte de los retos se encuentran asociados a maximizar la utilización del sistema de transmisión sin disminuir los estándares de calidad y seguridad de servicio. Específicamente el presente trabajo se basa en los estudios realizados para la determinación de la máxima inyección renovable y operación prevista del SIC NORTE[1] Chile, donde los proyectos eólicos y solares previstos (horizonte 2014-2017) en términos de potencia instalada, superan ampliamente la capacidad remanente de transmisión.

2 GENERALIDADES

2.1 Concepto de Máxima Inyección - Capacidad existente

Los estudios eléctricos de acceso[2] permiten identificar la factibilidad técnica de conexión de las nuevas fuentes de generación. Estos estudios son el primer paso necesario para asegurar que la energía disponible va a poder ser inyectada a la red, aunque no siempre son suficientes.
En tales estudios se contempla, por naturaleza, un número acotado de escenarios y condiciones posibles de la red, definidas en base a criterios determinados con anterioridad al desarrollo del mismo[3]. Cuando la capacidad remanente del sistema de transmisión es reducida y se cuenta a la vez con un importante parque generador renovable, la definición y construcción de tales escenarios no es directa, en especial si se pretende extraer información útil y confiable de los estudios.

[1] Sistema Interconectado Central, región Nogales al norte.
[2] Flujo de carga, cortocircuito, estabilidad y calidad de energía.
[3] Niveles de demanda, despachos de generación, estado del sistema de transmisión, etc.

* Newbery 8796, Rosario, Santa Fe, Argentina - email: perrone@estudios-electricos.com

En estas condiciones la definición tradicional de escenarios conservadores (máxima generación en el área del proyecto y mínima demanda) puede dar lugar a reducidos márgenes de capacidad remanente. Con este abordaje se obtienen resultados de casos pesimistas, pero que a la vez corresponden a condiciones de baja probabilidad de ocurrencia. Estas hipótesis sólo permiten definir la máxima generación simultánea que puede absorber una red.

Por otra parte, la definición de escenarios en términos de energía o potencia media (obtenidos a partir de la potencia instalada y los factores de planta) puede derivar en conclusiones erróneamente optimistas al no contemplar los efectos de las restricciones que puedan presentarse en el sistema de transmisión, cuando de forma simultánea los distintos parques cuenten con un gran aporte desde sus fuentes primarias (e.g. irradiación solar, velocidad de viento).

Niveles de potencia renovable instalada por debajo de la indicada máxima generación simultánea no tendrá impacto relevante y su tratamiento es semejante al de una unidad convencional. Cuando se supera tal umbral, se deberán contemplar menores niveles de generación preexistente (típicamente sincrónica convencional), hasta el límite técnico asociado a la mínima cantidad de unidades sincrónicas requeridas en la región en estudio. Superado este límite, para cada nivel de potencia instalada, existirá un nivel de vertimiento[4] y una reducción de los factores de planta esperados en los generadores renovables. Asimismo, en sistemas abiertos y mercados totalmente desregulados (Open Access), para cada umbral superado existirá un marcado impacto sobre los costos marginales, deprimiéndose en el último caso a niveles prácticamente nulos ya que las fuentes renovables se encontrarían en condiciones de vertimiento.

Ante condiciones de significativo aporte proveniente de fuentes renovables y restricciones en la transmisión, el concepto de capacidad remanente pasa a ser un límite “blando”. Por una parte debido al impacto que las acciones operativas tienen en la definición del mismo y por otra dado a que la superación del mismo, en términos de potencia instalada, implicará condiciones de vertimiento y reducción de los factores de planta reales de los parques pero a la vez se maximizarán los factores de utilización del sistema de transmisión y la energía total generada. A partir de esto, se plantean los principales interrogantes del estudio: ¿Cómo determinar la metodología de operación óptima en términos globales? y ¿Cuáles son los límites técnico-económicos?

2.2 Análisis de MONTE CARLO

Mediante el método de MONTE CARLO es posible dar respuesta a la problemática planteada. Este enfoque no determinista permite obtener resultados cuantitativos a complejos problemas de índole probabilística[5]. Para aplicar este enfoque es necesario desarrollar los modelos matemáticos que permitan representar el comportamiento de los componentes de la red y de las fuentes de aleatoriedad.

La estructura determinista principal de la red la conforman los generadores convencionales, líneas, transformadores, etc. Estos se representan a partir de la base de datos de estudio en su formato original (PSS/E, Power Factory DIgSILENT, etc.). Los aspectos más relevantes de esta instancia corresponden a la correcta representación de mínimos, máximos, características y tipos (hidráulica, vapor, GNL, diésel, etc.), así como también las restricciones de las líneas de transmisión en cada uno de los sentidos del flujo de potencia.

Las fuentes de aleatoriedad corresponden a los consumos y parques de generación renovable. Las cuales requieren el modelado mediante curvas de densidad de probabilidad que contemplen las posibles correlaciones (horarias o estacionales) entre variables. Estas funciones estocásticas se determinan a partir de registros históricos disponibles de potencia, velocidad de viento o irradiación solar, según corresponda.

El tercer aspecto modelado corresponde a los Costos Marginales de las diferentes fuentes de generación, lo cual permite obtener flujos de carga optimizados y determinar los posibles subsistemas o mercados locales resultantes de las restricciones presentes en el sistema.

[4] Condición en la cual la potencia eléctrica generada por fuentes renovables (sin almacenamiento) es menor la factible.
[5] Problemas que no admiten la manipulación directa de funciones de probabilidad para la obtención de un resultado.

Definido el modelo completo de la red se realizan las simulaciones de casos mediante la creación de condiciones pseudo-aleatorias de demanda y generación disponible (fuentes renovables), obtenidos a partir de su modelo estocástico. Luego, se obtiene un flujo de carga DC optimizado, ajustando los despachos de las unidades convencionales requeridas, conforme a las restricciones del sistema de transmisión.

2.3 Marcos temporales

La generación de energía a partir de fuentes eólicas y solares presenta naturales variaciones aleatorias. El análisis de estas fuentes de generación y sus variabilidades pueden estudiarse en un sistema de potencia desde distintos marcos temporales. El estudio contempla una segregación de marcos temporales, donde se aplican hipótesis particulares y de donde se obtienen resultados de distinta índole.

Anual – Estacional: particularidades estacionales o ciclos energéticos de la generación renovable y sobre esto identificar los despachos de generación base convencional (turbo vapor) más convenientes. En este marco resultan de interés: la energía, los factores de planta/utilización y los costos/beneficios globales. Los resultados de este marco son comparables con los obtenidos en el estudio [1].

Diario - Horario: valores medios horarios y se analiza la curva generación-demanda horaria a lo largo de un día representativo del comportamiento de cada estación. En cada análisis diario se considera que la cantidad de unidades base (vapor) en servicio permanece invariable (pudiendo su despacho fluctuar entre su mínimo y máximo), no así las unidades turbo gas o diésel (en el caso en estudio no se cuenta con unidades hidráulicas en la región). De este análisis se obtienen las curvas previstas de generación disponible y real, transferencias, limitaciones así como también la formación de sub-mercados.

Intrahorario: En este marco se estudian las fluctuaciones respecto a la media horaria, asociadas a las variaciones de demanda y generación renovable. Las fluctuaciones aquí estudiadas son, a diferencia de los marcos previos, no directamente “controlables” por acciones operativas, es por eso que de este análisis se determina el impacto en los niveles de reserva, fluctuaciones en la tensión, los límites de transmisión o márgenes operativos.

3 DESARROLLO DE MODELOS

Para la realización de estudios MONTE CARLO se requiere el modelado de los diferentes elementos de la red, contemplando su carácter determinístico/estocástico, así como las características que mejor representan cada componente en un marco temporal específico.

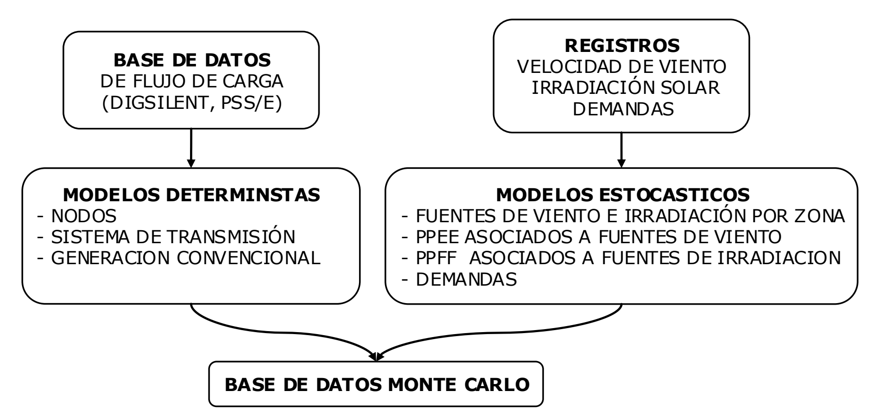


Fig. 1 – Construcción base de datos para estudios MONTE CARLO

3.1 Generación Eólica

La representación de esta generación se realiza a partir del procesamiento de registros reales de mediciones de velocidad de viento en diferentes regiones y el análisis de los parques proyectados. En el caso en estudio se cuenta registros de seis torres anemométricas durante dos años, las cuales registraron velocidad de viento promedio, máximo, mínimo y desvío estándar cada 10 minutos a diferentes alturas. Por otra parte se dispone de la localización de los parques previstos y registros cada 5 segundos de la operación de parques existentes.

En una primera fase se realizan los análisis de las diferentes mediciones para determinar la correlación real existente entre las distintas zonas y en los respectivos marcos temporales. A modo de ejemplo se muestra en la Fig. 2 los análisis de correlación entre dos torres de medición separadas 15 km. El histograma bidimensional de la Fig. 2(a) corresponde a las variaciones de 10 minutos respecto a la media horaria mientras que el de la Fig. 2(b) corresponde a los valores de media horaria registrados en cada torre. Puede apreciarse aquí que no existe una correlación de las fluctuaciones "rápidas" pero sí existe en términos horarios o de despacho una correlación prácticamente total.

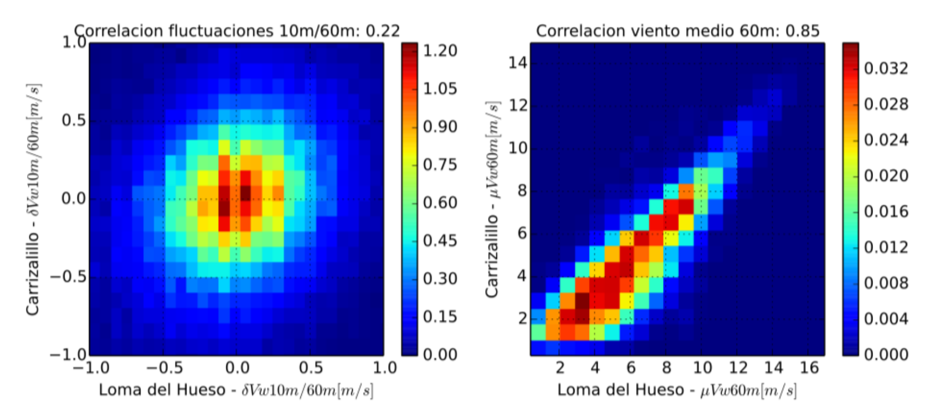


Fig. 2-(a) – Correlación intrahoraria   Fig. 2-(b) – Correlación horaria

De los múltiples análisis realizados a partir de los registros se conformaron tres áreas no correlacionadas de forma horaria y se contempló la inexistencia de correlación de forma intrahoraria entre los distintos parques en estudio. Estos resultados se encuentran en total correspondencia con lo señalado en [2].

Definidas las zonas, se procesan los registros para determinar las características (densidad de probabilidad de Weibull) de las distintas áreas. Se observó la necesidad de elaborar un modelado paramétrico en base a bloques horarios y la fecha del mes (estación) en estudio. A modo de ejemplo la Fig. 3 muestra los histogramas reales (línea continua) y los ajustados (líneas en trazo) para diferentes estaciones y rangos horarios.

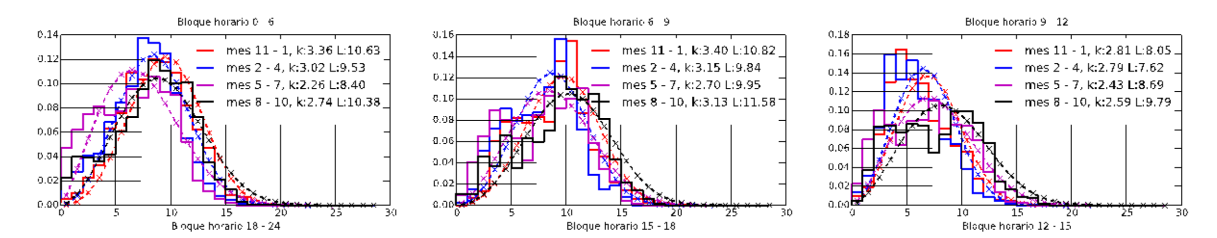


Fig. 3 – Ajuste de modelos estocásticos en base a registros

Por último se utilizan registros de potencia de parques ya operativos para la determinación de las variaciones intrahorarias de 5 segundos respecto a la media de 10 minutos y de 10 minutos respecto a la media horaria.

3.2 Generación Solar

Para la representación de los parques solares fotovoltaicos se desarrolla un modelo que permite representar tanto factores determinísticos (movimiento de la tierra y el sol, posición e inclinación de los paneles) como los factores estocásticos (transferencia radiativa atmosférica, condiciones de nubosidad, etc.) que afectan la irradiación solar efectiva sobre los paneles.

Para contemplar los factores determinísticos se desarrolla un modelo matemático capaz de calcular de manera analítica componentes de radiación incidentes en un plano dispuesto en la superficie terrestre para cada hora del día de acuerdo al huso horario y según sea este plano fijo o móvil (caso de paneles seguidores). Para contemplar los factores estocásticos se calcula una función de corrección épsilon que considera las desviaciones de la irradiación, producto de fenómenos no determinísticos (principalmente nubosidad), los

cuales producen una reducción en la irradiación efectiva sobre los paneles. Se utiliza como recurso de la variabilidad estocástica, la información del explorador solar desarrollado por [3].

3.3 Demanda

En el caso de las demandas se contó con registros históricos de consumos medios horarios, en el lapso de un año. Por otra parte se dispuso de registros rápidos cada 5 segundos de días particulares.

Del procesamiento realizado no se detectan variaciones de comportamiento directamente asociadas a las estaciones. Por otra parte fue posible determinar las curvas horarias medias de los distintos nodos y caracterizar su desvío horario entre los distintos días. Mediante los registros rápidos fue posible obtener los desvíos de 10 minutos respecto a la media horaria así como también las variaciones de 5 segundos respecto a la media de 10 minutos. Se encuentra que en todos los casos el modelado de los consumos puede realizarse de forma razonable mediante distribuciones de probabilidad del tipo normal.

3.4 Generación Convencional

Las unidades sincrónicas se representan definiendo el tipo de tecnología (vapor, GNL, Diesel), costo marginal, potencia máxima y potencia mínima operable. En esta etapa de estudios, no se consideró el problema de Unit Commitment.

3.5 Sistema de transmisión

Los elementos serie se representan como reactancias en una base de 100MVA y límites independientes en cada sentido de flujo. Para acelerar los cálculos solamente se realizan flujo de potencia en DC.

4 ESTUDIOS SISTÉMICOS

4.1 Simulación

Construida la base de datos, se procede a realizar las simulaciones Monte Carlo. Como primer punto se debe definir el rango de fechas de estudio y la cantidad de casos a simular. Simulando un número adecuado de casos, se obtiene un volumen de muestras suficientemente representativo del comportamiento probabilístico esperado para las diferentes variables de interés. El algoritmo implementado se representa en la Fig. 4, donde se describen las principales tareas.

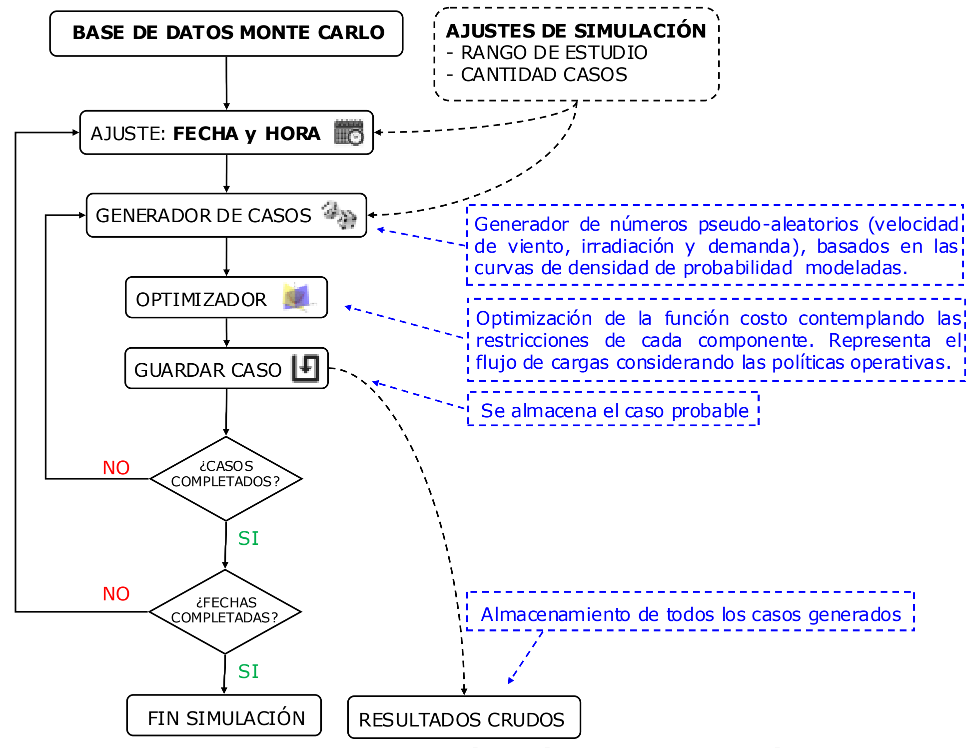


Fig. 4 – Esquema general simulaciones Monte Carlo

4.2 Análisis

Una vez obtenidos los resultados crudos la información se procesa para obtener respuestas a las inquietudes planteadas. La Fig. 5 muestra un cuadro que resume la información más relevante de cada marco temporal mientras que la Fig. 6 presenta los resultados procesados del análisis horario-diario para una estación y año particular.

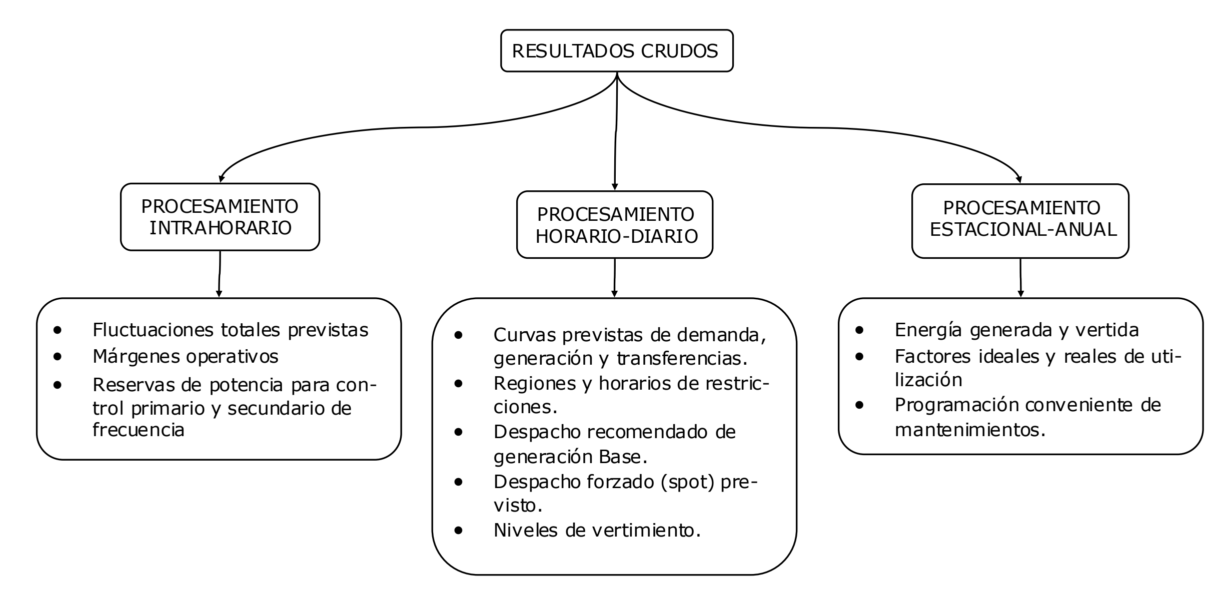


Fig. 5 – Procesamiento de simulaciones

La Fig. 6 muestra las condiciones óptimas esperadas de despacho horario, considerando condiciones medias de aporte de potencia, transferencias y demandas. La representación de estos resultados se realiza graficando el comportamiento horario de cada variable particular a lo largo del día. Se busca una metodología que pueda condensar la cuantiosa información disponible (2500 muestras por hora) sin perder el detalle probabilístico de cada variable. Así, cada resultado horario se indica mediante diagramas del tipo caja (o cajas y bigotes), permitiendo inferirse el histograma asociado a cada variable.

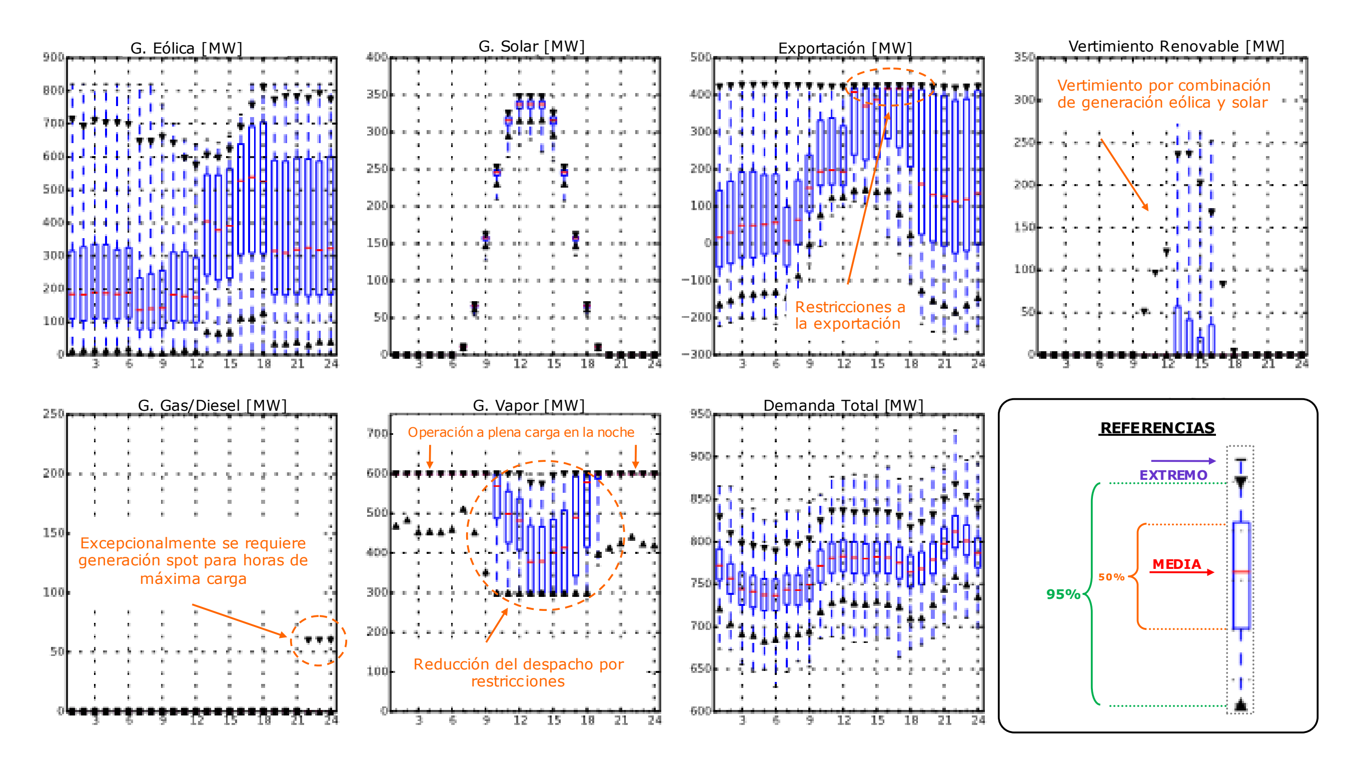


Fig. 6 – Síntesis de análisis de resultados sistémicos en el marco HORARIO - DIARIO

5 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS

En sistemas totalmente desregulados, como el de estudio, la congestión en el sistema de transmisión ocasiona la formación de sub-mercados cuyos costos marginales quedan supeditados al de la unidad marginal en dicho sub-mercado. En condiciones de alta generación, se presentan restricciones a la exportación, haciendo que los costos marginales tiendan a reducirse y de forma recíproca en condiciones de reducida generación. Por este motivo la definición de la generación base[6] (carbón-vapor en caso de estudio) debe contemplar no sólo los aspectos técnicos de estabilidad, sino también los costos totales de operación para diferentes condiciones de despacho de estas unidades. De esta forma se debe buscar un nivel óptimo entre los posibles vertimientos en horas de alta disponibilidad renovable y los sobrecostos por generación forzada en períodos de reducida disponibilidad.

Por otra parte, definida una política de operación, los estudios de viabilidad económica de nuevos proyectos en las regiones con restricciones deberán contemplar análisis detallados para determinar correctamente los factores reales de utilización y los costos marginales esperados.

A modo de referencia la Fig. 7 muestra para un día representativo de una estación y año de estudio, la potencia inyectada (diagrama de cajas), junto con gráfica de probabilidad de ocurrencia de costo marginal en el punto de conexión y energía media horaria asociada a distintos costos marginales.

De estas gráficas puede observarse[7] que durante la noche (21hs – 9 hs) la mayor parte de la energía generada por el parque en estudio estará asociada a un costo marginal acoplado al SIC, aun cuando la probabilidad de desacople y operación forzada GNL resulte alta (al no ser parámetros independientes). Durante el día se prevén restricciones en la generación por saturación de vínculos que podrán implicar reducción del costo marginal e incluso vertimiento de generación renovable, alcanzado el mínimo técnico de las unidades base.

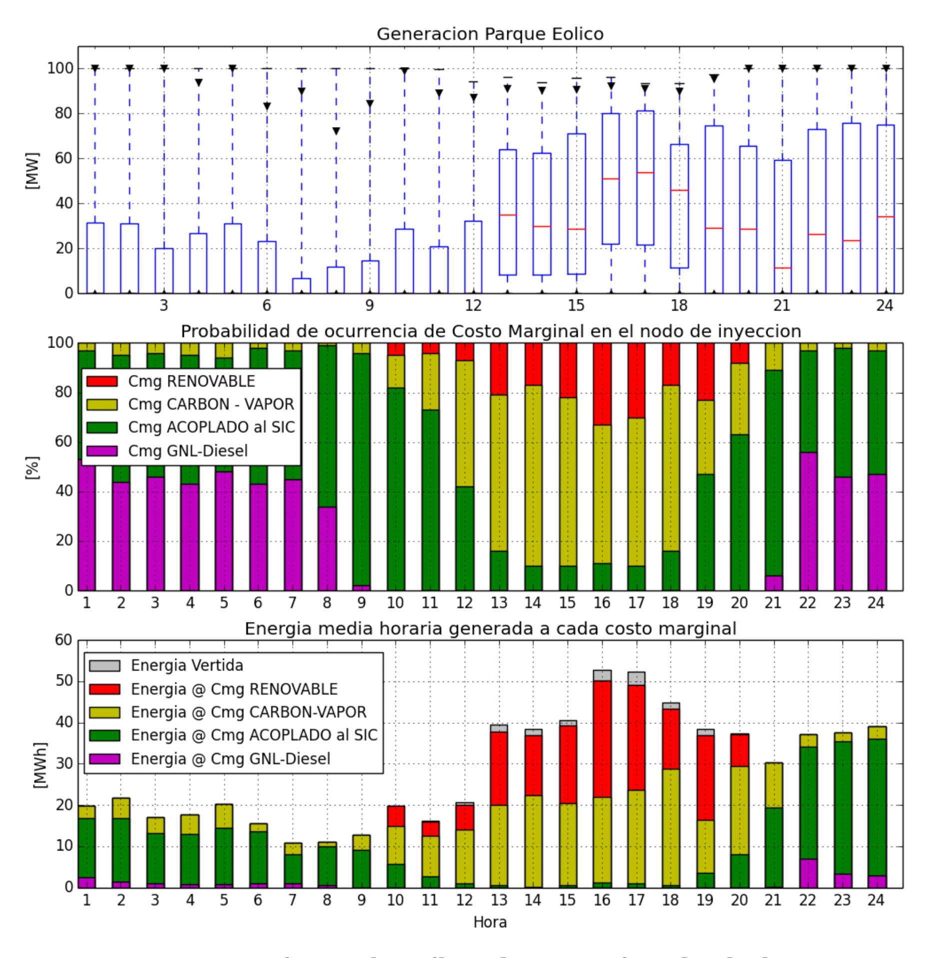


Fig. 7 – Síntesis de análisis de operación individual

[6] Centrales con elevados tiempos y costos de arranque y parada.

[7] La información aquí presentada fue intencionalmente modificada para preservar la confidencialidad de los resultados.

6 CONCLUSIONES

- En un sistema abierto y desregulado (Open Access), donde se cuenta con alta oferta renovable y reducida capacidad de transmisión, el concepto convencional de capacidad remanente no resulta apropiado para la evaluación eficiente de factibilidad de conexión de nuevos proyectos de generación.
- La máxima potencia a instalar para lograr una operación óptima, no resulta un parámetro que pueda obtenerse mediante convencionales estudios de flujo de carga. De modo redundante, el método de operación adoptado tendrá impacto directo en la determinación de la máxima potencia óptima a instalar.
- Mediante el desarrollo de un modelo del sistema que contemple las fuentes de aleatoriedad y sus correlaciones, es posible construir una base de datos para simulación que permita anticipar el impacto de los proyectos renovables en la red y al mismo tiempo definir las políticas de operación que maximicen la explotación de la misma, manteniendo los estándares de calidad.
- Este modelo, junto con los costos de operación de cada central, permite también asistir en las evaluaciones de viabilidad económica de nuevos proyectos.
- En relación especifica al caso de estudio, se considera oportuno indicar que siendo realizado en 2013 el mismo pudo anticipar satisfactoriamente el comportamiento de la generación renovable actual (finales de 2014), las restricciones del sistema de transmisión y proveer anticipadamente recomendaciones para la operación para la operación óptima y segura del SIC.
- De forma general, el presente trabajo aporta una metodología de procesamiento y análisis sistémico para la evaluación de proyectos de generación renovable en áreas con elevado potencial y reducida capacidad de transmisión.

7 REFERENCIAS

[1] R.Giunti, J.C. Benitez, *"Evaluación energética de la conexión de parques eólicos en el sistema interconectado patagónico considerando restricciones de transporte en 500 kV*", CIGRÉ, Mayo 2011, XIV ERIAC, Paraguay.
[2] T. Ackerman, *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons Ltd, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2005. ISBN 0-470-85508-8
[3] A. Monge, R. Rojas, *Explorador del Recurso Solar en Chile*. Ministerio de Energía, Universidad de Chile y GIZ, Chile. 2012